

## ТИПОВЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ ПО ВНЕДРЕНИЮ ТЕХНОЛОГИИ «ЦИФРОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ».

Докладчики:

**Гитунов Рудольф Викторович** – Главный специалист отдела НИОКР и инноваций департамента технологического развития и инноваций

**Кузинкин Игорь Николаевич** – Главный специалист сектора анализа оперативной информации департамента оперативно-технологического и ситуационного управления



# Разработка типовых технических решений и требований по внедрению технологии «Цифровая подстанция»

## Основные цели

Определение состава и техническое описание всех необходимых функций системы автоматизации подстанции

Определение состава и техническое описание всех необходимых к внедрению функций релейной защиты и противоаварийной автоматики

Требования к функциям релейной защиты и противоаварийной автоматике

Исследование рынка программных продуктов, их функциональных возможностей

Требования к основному оборудованию цифровых подстанций

Требования к измерительным трансформаторам тока и напряжения

**3.2.2.** Электроустановки должны быть оборудованы устройствами релейной защиты, предназначенными для:

а) **автоматического отключения поврежденного элемента от остальной, неповрежденной части электрической системы** (электроустановки) с помощью выключателей; если повреждение (например, замыкание на землю в сетях с изолированной нейтралью) непосредственно не нарушает работу электрической системы, допускается действие релейной защиты только на сигнал.

б) реагирования на опасные, ненормальные режимы работы элементов электрической системы (например, перегрузку, повышение напряжения в обмотке статора гидрогенератора); в зависимости от режима работы и условий эксплуатации электроустановки релейная защита должна быть выполнена с действием на сигнал или на отключение тех элементов, оставление которых в работе может привести к возникновению повреждения.

**3.2.7.** Надежность функционирования релейной защиты (срабатывание при появлении условий на срабатывание и несрабатывание при их отсутствии) должна быть обеспечена применением устройств, которые по своим параметрам и исполнению соответствуют назначению, а также надлежащим обслуживанием этих устройств.

**При необходимости следует использовать специальные меры повышения надежности функционирования, в частности схемное резервирование, непрерывный или периодический контроль состояния и др. Должна также учитываться вероятность ошибочных действий обслуживающего персонала при выполнении необходимых операций с релейной защитой.**

**3.2.14.** На каждом из элементов электроустановки должна быть предусмотрена основная защита, предназначенная для ее действия при повреждениях в пределах всего защищаемого элемента с временем, меньшим, чем у других установленных на этом элементе защит.

**3.2.15.** Для действия при отказах защит или выключателей смежных элементов следует предусматривать резервную защиту, предназначенную для обеспечения дальнего резервного действия.

**3.2.19.** При выполнении резервной защиты в виде отдельного комплекта ее следует осуществлять, как правило, так, чтобы была обеспечена возможность отдельной проверки или ремонта основной или резервной защиты при работающем элементе. При этом основная и резервная защиты должны питаться, как правило, **от разных вторичных обмоток трансформаторов тока.**

## Область применения:

Настоящий стандарт предназначен для применения к системам автоматизации подстанции (SA-системам). В нем определено определение связи между интеллектуальными электронными устройствами (IED-устройствами) подстанции и сформулированы соответствующие системные требования.

## ГОСТ Р МЭК 61850-3-2005

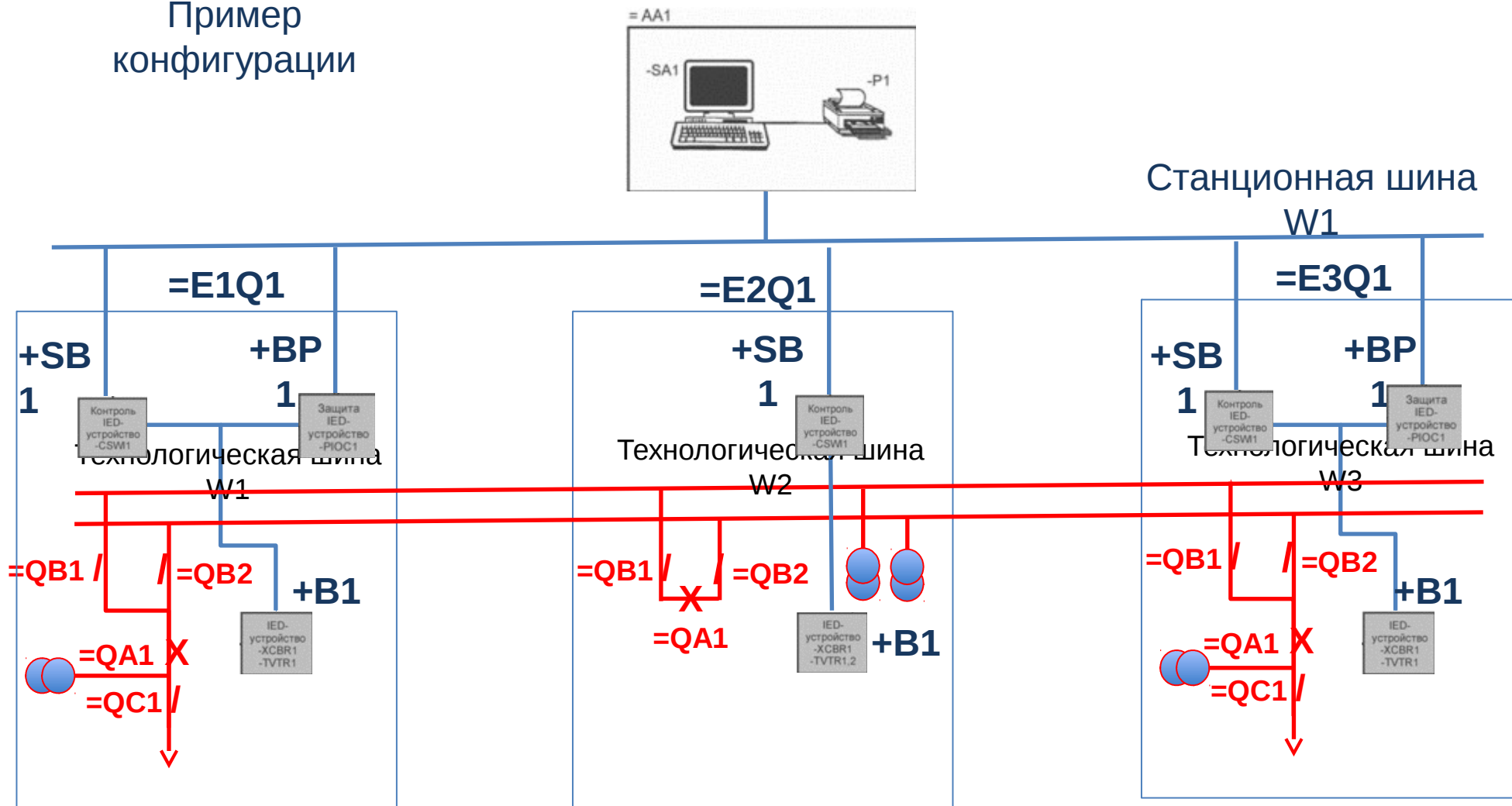
### 4.2.3. Жизненно важные функции на подстанции и их зависимость от SAS.

Единичное повреждение SAS не должно выводить из строя жизненно важные функции подстанции (релейную защиту, функции управления основным оборудованием, учёт электроэнергии и т.п.). Для этого SAS должна иметь следующие характеристики:

- **Функции релейной защиты должны выполняться автономно;**
- Производитель SAS должен чётко указать время (в миллисекундах) выполнения автоматических переключений в тех случаях, когда SAS используют для выполнения логических управляющих действий, не считающихся критическими по времени, например таких, как автоматическое переключение после аварии трансформатора (АВР);
- НМИ SAS должен допускать возможность выполнения операций телеуправления со стороны диспетчерского пункта.

# Серия стандартов МЭК 61850 ГОСТ Р МЭК 61850-6-2009

Пример  
конфигурации





**В 110 Л-1**



**В 110 Л-2**

**1с 110 кВ**



**CB 110**

**2с 110 кВ**

**В 110 Т-1**



**Т-1**

**В 110 Т-2**



**Т-2**



**3В Т1**

**1В Т1**



**2В Т2**

**4В Т2**



**1с 10 кВ**

**2с 10 кВ**



**1 CB 1-2**

**2 CB 1-2**

**3с 10 кВ**

**В 10 ф 1**



**В 10 ф 3**



**3 CB 3-4**

**4 CB 3-4**

**4с 10 кВ**

**В 10 ф 2**



**В 10 ф 4**



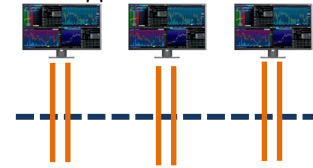


# РДУ, ЦУС, ПО



Уровень станции

АРМ ОД АРМ РЗА АРМ АСУ



Сервер АСУ ТП



МЭК 61850-5-104

МЭК 61850-5-104

Сервер АСУ ТП



Шина станции МЭК 61850-8-1 (GOOSE, MMS)

Резервный

Основной

Уровень присоединения



Контроллеры присоединения

Контроллеры присоединения

РЗА, ПА

РЗА, ПА

РЗА, ПА

Блокировка  
Управление  
Сигнализация  
Измерения

ТТ



ТН



КА

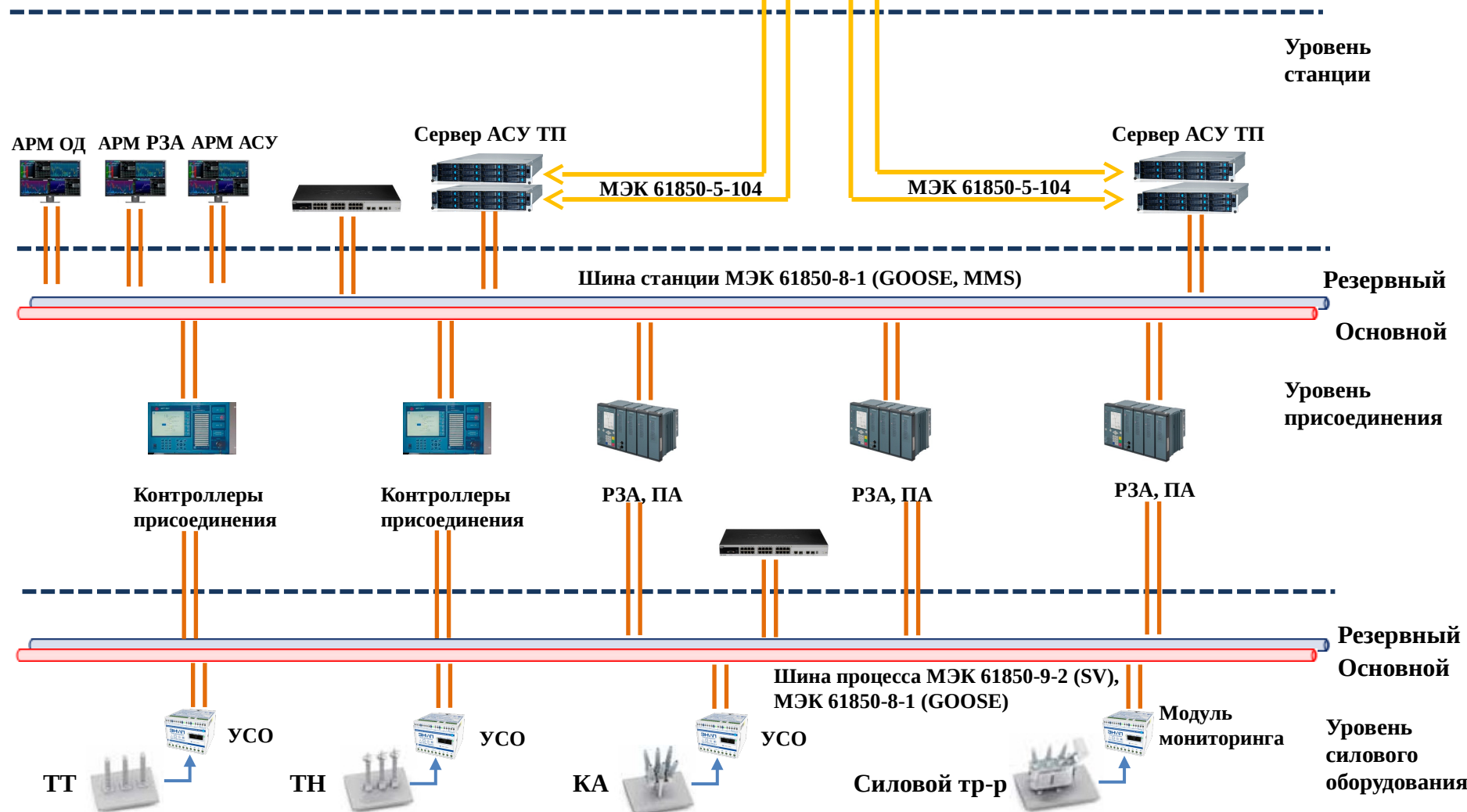


Силовой тр-р



Уровень силового оборудования

# РДУ, ЦУС, ПО





Управление нагрузкой, планирование развития сети, прогнозирование потребления, расчет и оптимизация потерь, расчет надежности сети, восстановление сети.

Система DMS  
(Distribution Management System)  
Система GIS  
(Geographic Information System)

Визуализация графических данных объектов сети, поиск и отображение объектов на карте, отображение отключений на карте.

Система OMS  
(Outage Management System)

учет и анализ технического состояния оборудования, управление простоями и отключениями, составление графиков переключений и управление рабочими бригадами.

SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition)

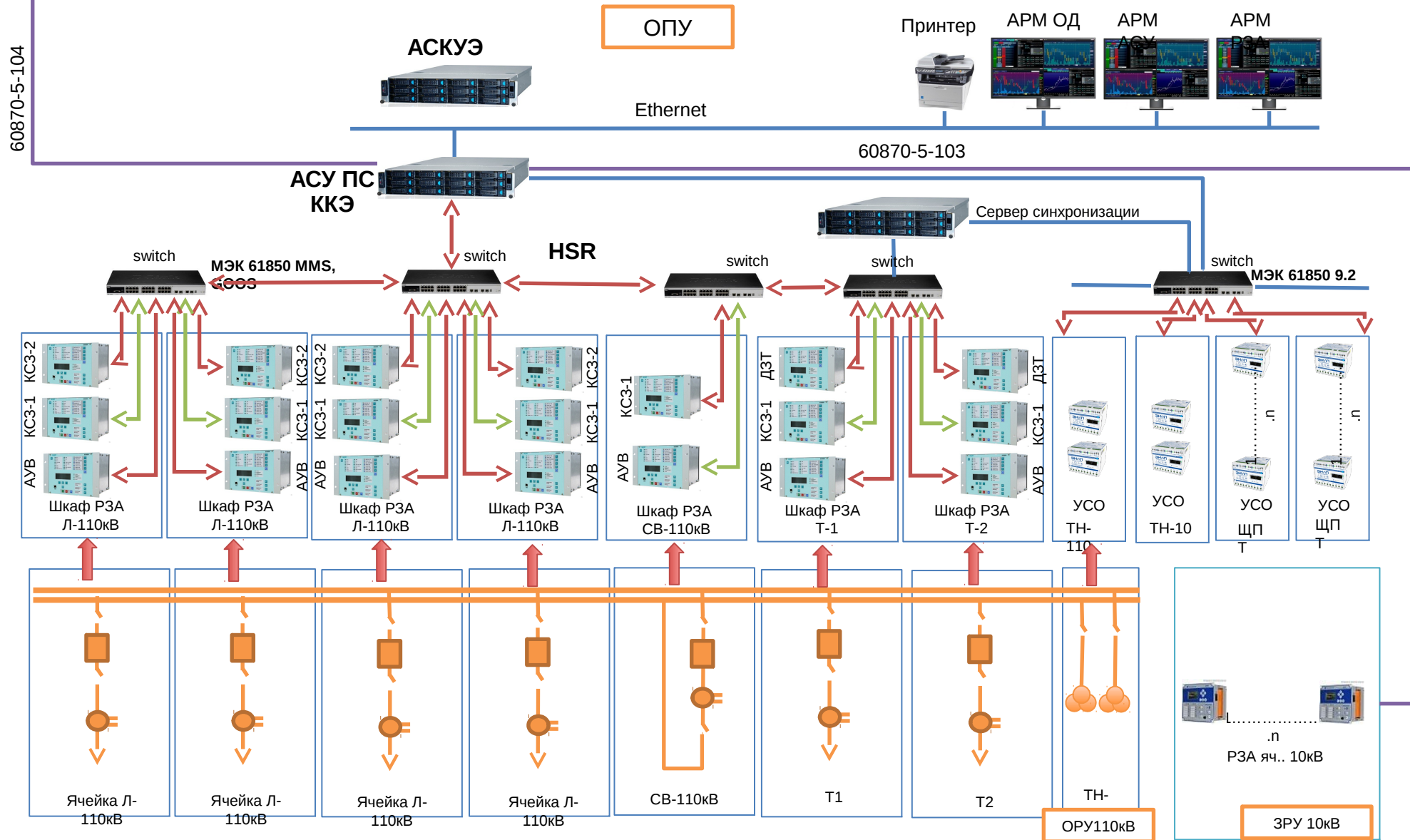
диспетчерское управление и сбор данных

SAS (substation automation system)  
Система автоматизации подстанции.

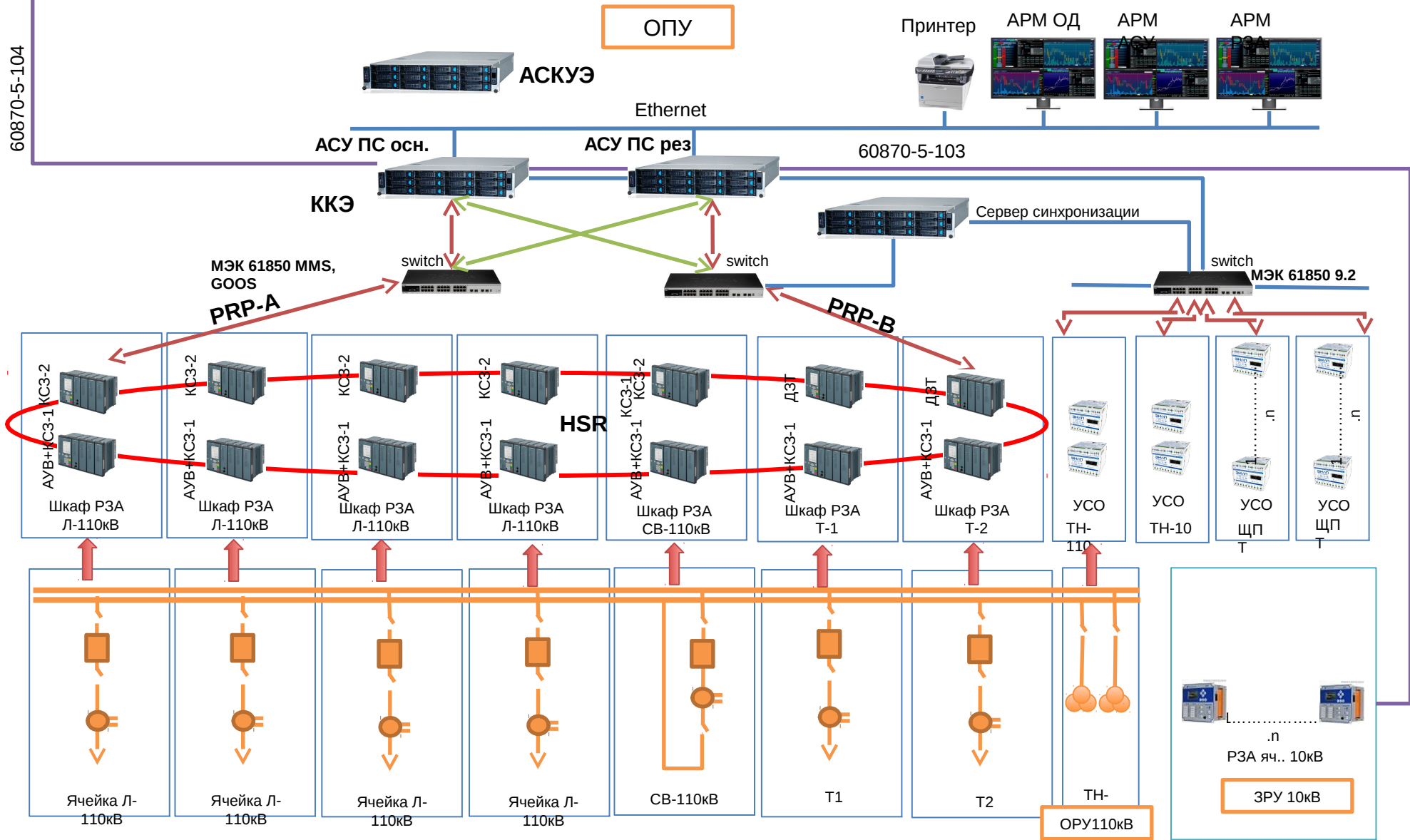
Система, обеспечивающая автоматизацию в пределах подстанции и включающая в себя интеллектуальные электронные устройства и инфраструктуру сети связи.

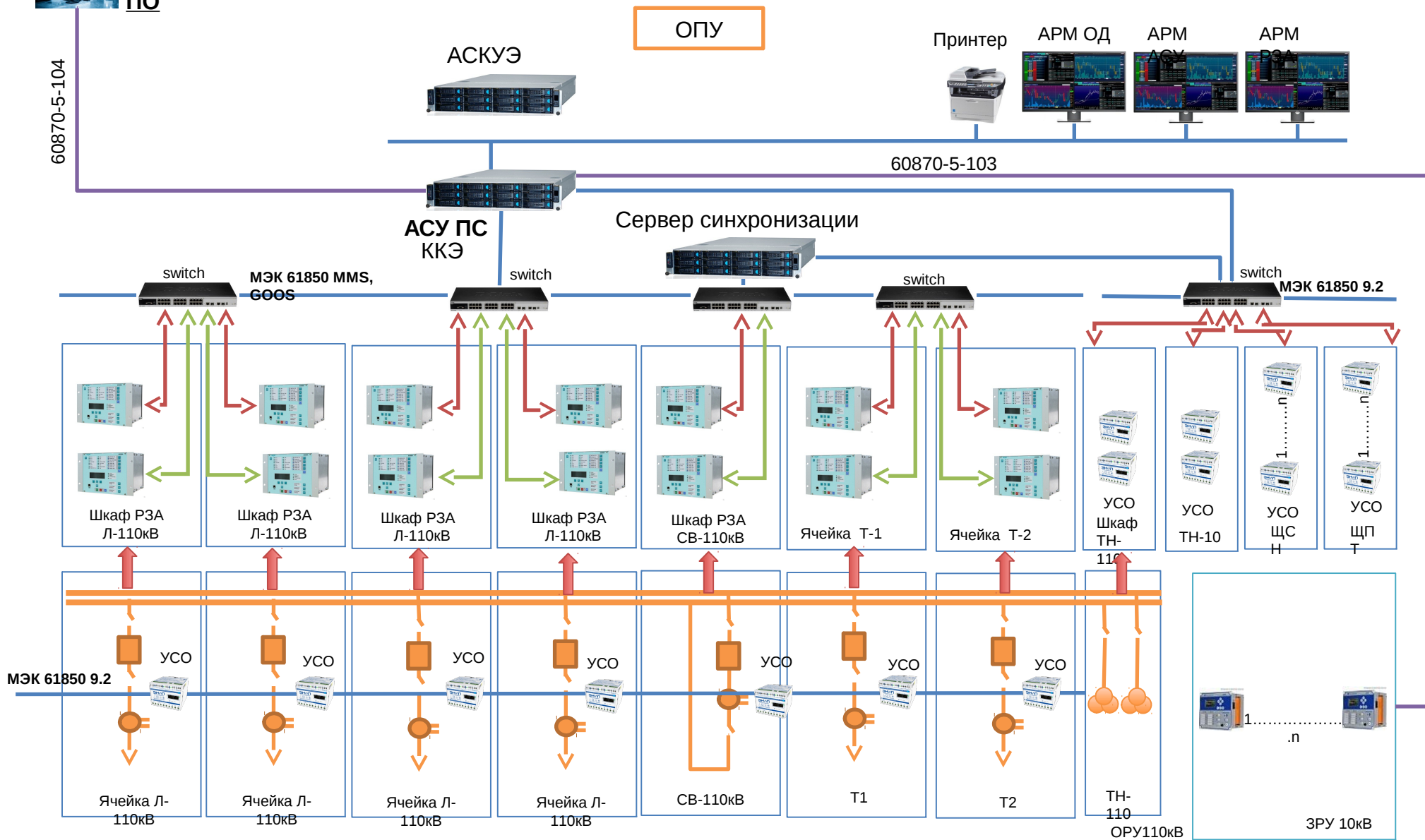


# Структурная схема СА ПС 110/10кВ

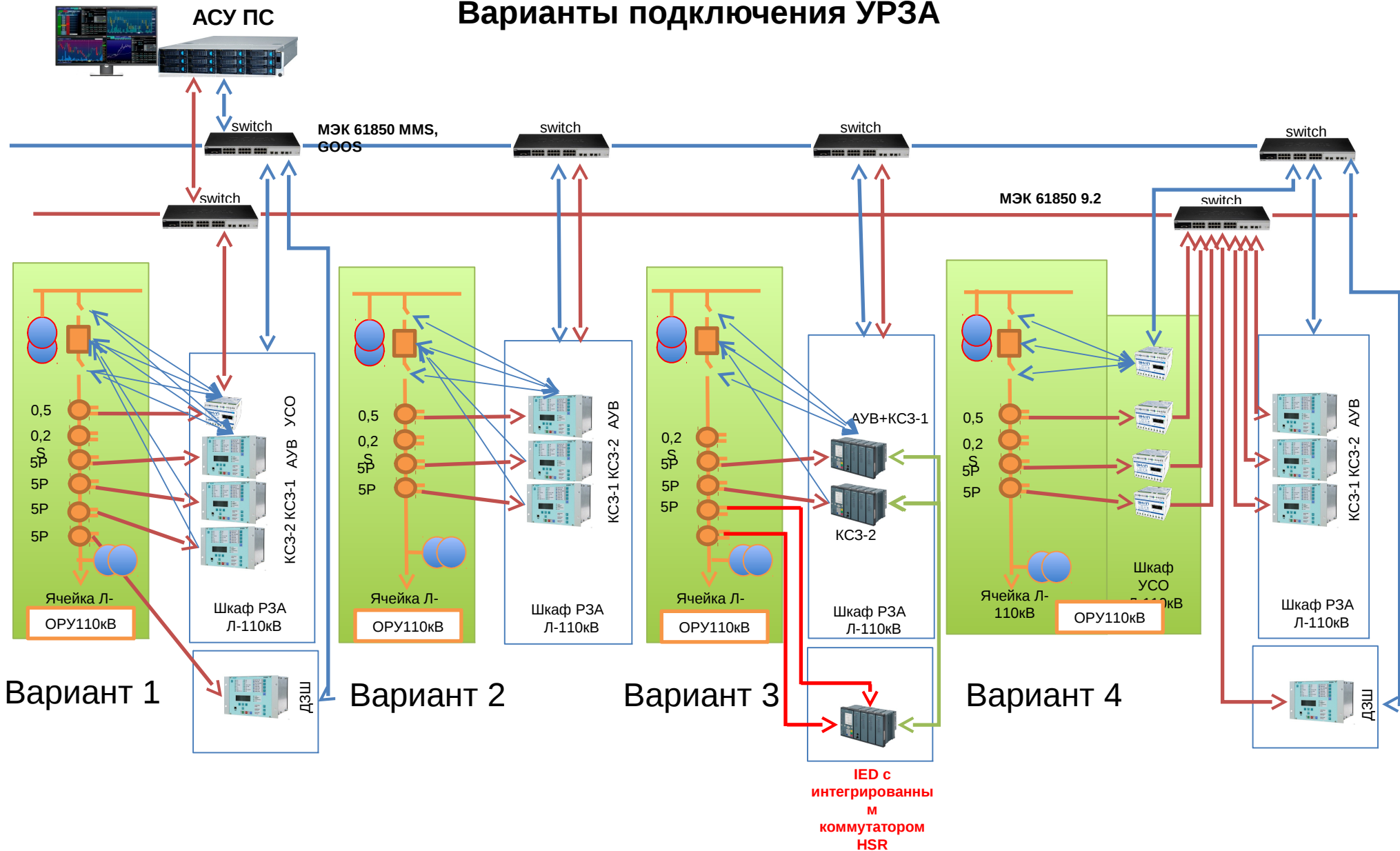


# Структурная схема СА ПС 110/10кВ

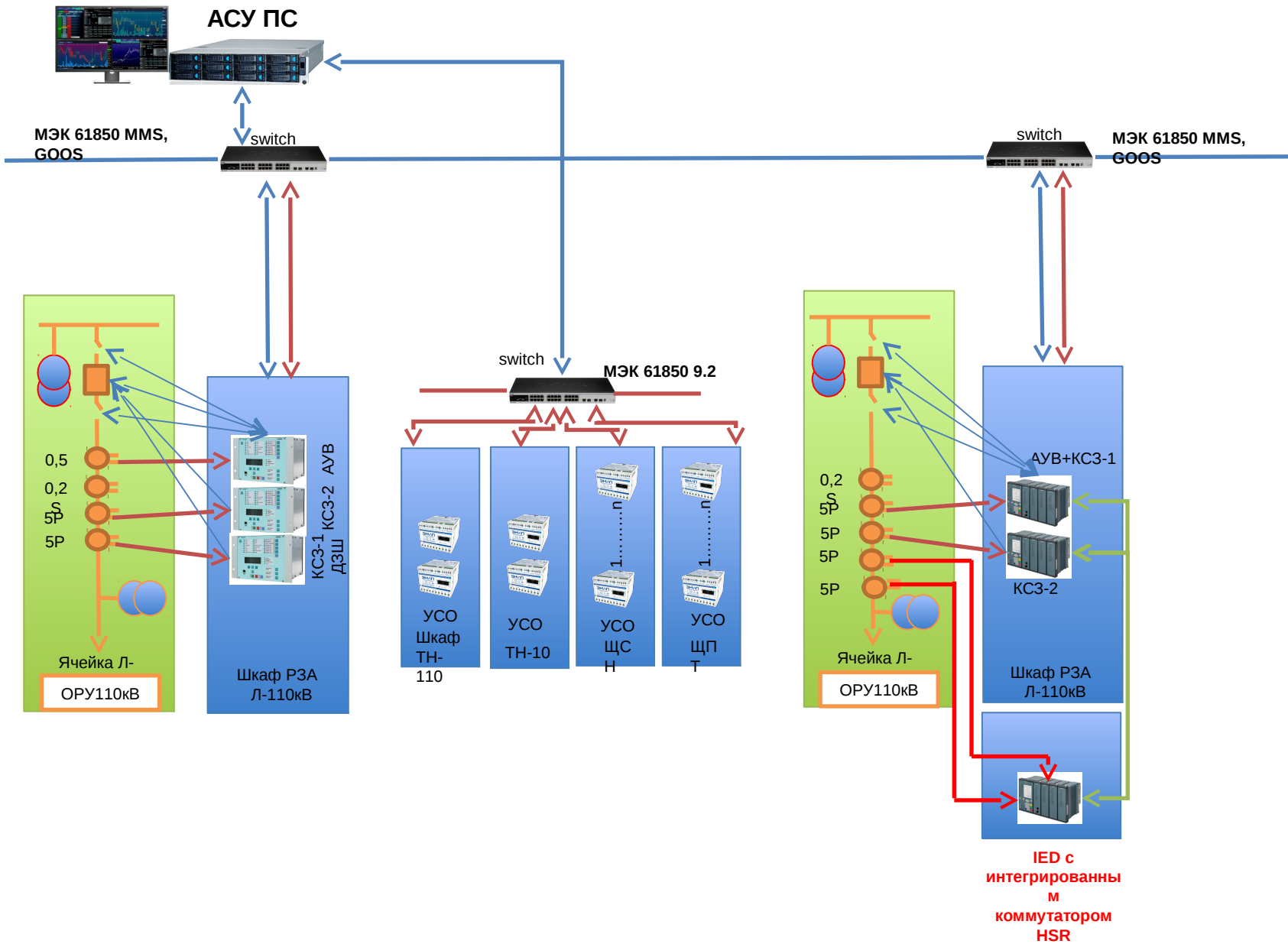




# Варианты подключения УРЗА









**SAS (substation automation system) системам автоматизации подстанции - Система, обеспечивающая автоматизацию в пределах подстанции и включающая в себя интеллектуальные электронные устройства и инфраструктуру сети связи.**

**SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) — диспетчерское управление и сбор данных**

**Система DMS (Distribution Management System) предназначена для технологического управления распределением электрической энергии. В режиме реального времени система получает данные от SCADA-систем, системы управления аварийными отключениями OMS и геоинформационной системы GIS.**

**Основные решаемые задачи: управление нагрузкой, планирование развития сети, прогнозирование потребления, расчет и оптимизация потерь, расчет надежности сети, восстановление сети и еще порядка 40 функций.**

**Система OMS (Outage Management System) повышает эффективность управления сетями при аварийных отключениях.**

**Основные решаемые задачи: учет и анализ технического состояния оборудования, управление простоями и отключениями, составление графиков переключений и управление рабочими бригадами.**

**Система GIS (Geographic Information System) позволяет осуществить географическую привязку информации из баз данных.**

**Основные решаемые задачи: визуализация графических данных объектов сети, поиск и отображение объектов на карте, отображение отключений на карте.**